

Actualisatie Cluster Energie Strategie 1.0 Noordzeekanaalgebied

Januari 2022

Opgesteld door het Bestuursplatform Energietransitie Noordzeekanaalgebied



gemeente
beverwijk



gemeente
Haarlemmermeer

VATTENFALL

ZNSTD



~~X Gemeente
X Amsterdam
X~~

gemeente Heemskerk



TenneT

GEMEENTE
VELSEN

Zeehaven IJmuiden NV

gasunie

ORAM
ondernemend amsterdam

Port of
Amsterdam

TATA STEEL

Bestaande uit:

Provincie Noord-Holland
Gemeente Zaanstad
Gemeente Amsterdam
Gemeente Heemskerk
Gemeente Velsen

Gemeente Beverwijk
Gemeente Haarlemmermeer
Zaanstad Maakstad
Zeehaven IJmuiden
ORAM
Port of Amsterdam

Vattenfall
Liander
TenneT
Gasunie
Tata Steel

Inhoud

Voorwoord	3
Samenvatting	4
1. Aanpak actualisatie Cluster Energie Strategie Noordzeekanaalgebied	8
2. Omschrijving DRI-route Tata Steel Nederland	9
3. Impact op energie-infrastructuur projecten in het NZKG	12
3.1. Elektriciteit	12
3.2. Waterstof	17
3.3. CO ₂ -afvang	20
3.4. Restwarmte	21
3.5. Methaan	21
4. CO ₂ -reductie, milieuvoordelen, ruimtelijke inpassing en aandachtspunten	22
Appendix A: geïnterviewde personen	24

Voorwoord

Voor u ligt een actualisatie op de Cluster Energie Strategie Noordzeekanaalgebied (CES NZKG). Op dezelfde dag dat de CES 1.0 werd ingediend bij het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, kondigde staalbedrijf Tata Steel aan te kiezen voor de waterstofroute. De realiteit haalde ons in, nog voor de inkt van de CES 1.0 was opgedroogd.

Dit nieuws is in de regio positief ontvangen. Niet alleen betekent het een sterke vermindering van de milieudruk op de omgeving en een hogere CO₂-reductie op de langere termijn, ook geeft de koerswijziging van Tata Steel een impuls aan de realisatie van een waterstofcluster in het Noordzeekanaalgebied. De waterstofroute van Tata Steel fungeert als vliegwiel voor andere waterstofprojecten in de regio, zoals bijvoorbeeld additionele elektrolyse tot maximaal 1 GW.

Ontwikkelingen in de energietransitie volgen elkaar snel op. Dit vraagt van ons aanpassingsvermogen en flexibiliteit. Door continue met elkaar in gesprek te blijven kunnen we snel schakelen. De snelle actualisatie CES NZKG is hier een mooi voorbeeld van.

Er verandert veel, maar we concluderen dat de CES 1.0 van september 2021 robuust is in relatie tot de recente ontwikkelingen. Er zijn geen additionele energie-infrastructuurprojecten nodig om de veranderende energievraag te faciliteren. Wel benadrukken we dat tijdige realisatie van de projecten, zoals reeds benoemd in de CES 1.0, des te belangrijker is geworden. Zorgvuldige ruimtelijke inpassing waarbij alle belangen integraal tegen elkaar worden afgewogen, is essentieel. Dat is waar we ons op gaan richten in de volgende stap, zodat de duurzaamheidsambities met oog voor de omgeving tijdig gerealiseerd kunnen worden.

Namens het Bestuursplatform Energietransitie Noordzeekanaalgebied,

Edward Stigter (namens Provincie Noord-Holland, voorzitter Bestuursplatform)

Marieke van Doorninck (namens Amsterdam)

Jurgen Nobel (namens Haarlemmermeer)

Floor Bal (namens Velsen)

Annette Baerveldt (namens Zaanstad)

Gaatze de Vries (namens Heemskerk)

Nevin Özütok (namens Beverwijk)

Peter van de Meerakker (namens Zeehaven IJmuiden)

Alexander van Ofwegen (namens Vattenfall)

Hans Coenen (namens Gasunie)

Marc de Zwaan (namens TenneT)

Huibert Baud (namens Liander)

Kees Noorman (namens ORAM)

Hans van den Berg (namens Tata Steel)

Dorine Bosman (namens Port of Amsterdam)

Eric Nederhand (namens Zaanstad Maakstad)

Samenvatting

Op 15 september 2021 is de Cluster Energie Strategie 1.0 voor het Noordzeekanaalgebied (CES 1.0 NZKG) ingediend bij het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Parallel aan het indienen van de CES 1.0 NZKG heeft Tata Steel Nederland (TSN) verschillende paden onderzocht om klimaatneutraal te worden. Op 15 september jl. heeft TSN bekend gemaakt te kiezen voor de waterstofroute op basis van de Direct Reduced Iron (DRI) technologie, om te voldoen aan de klimaatdoelstellingen en om lokale emissies te verminderen. Deze keuze is nog niet volledig meegenomen in de CES 1.0 NZKG.

TSN is de grootste industriële emitter in het Noordzeekanaalgebied en de DRI-route heeft niet alleen impact op de benodigde regionale energie-infrastructuur maar ook op het landelijke en internationale systeem. Er is besloten een actualisatie van de CES 1.0 NZKG te maken, zodat de ontwikkelingen bij TSN goed kunnen worden meegenomen in de relevante energie-infrastructuur trajecten zoals het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK), Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI), VAWOZ 2030-2040, Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) en de investeringsplannen (IP's) van de netbeheerders.

Bij de DRI-route gaat TSN staal produceren met behulp van waterstof in DRI installaties in plaats van hoogovens. Het verbruik van kolen zal daardoor snel en sterk afnemen. De volgende tabel geeft de energievraag en -aanbod van TSN voor de relevante energiedragers van de Cluster Energie Strategie¹ weer.

TSN	2019-2025	BF-CCUS (Everest) route 2030	DRI-route 2030	DRI-route 2035 en verder
	Huidige situatie	Zoals opgenomen in CES NZKG 1.0	N.a.v. koerswijziging TSN	N.a.v. Koerswijziging TSN
Elektriciteit ²	3 TWh	4-6 TWh	6-7 TWh³	8 TWh⁶
Aardgas	3 TWh	3 TWh	4-15 TWh⁴	8 TWh
Waterstof (H ₂)		-100 kton (aanbod)	100-150 kton	400 kton
CO ₂ -afvang ⁵		5,5 Mton	1-2 Mton	1-2 Mton
Restwarmte ⁶			Wordt nog onderzocht: 5-15 MW beschikbaar	

Ten opzichte van de huidige situatie neemt het elektriciteitsverbruik bij TSN toe van 3 TWh naar 8 TWh. Daarnaast wordt TSN met 400 kton per jaar een zeer grote afnemer van waterstof.

¹ De volledige energiebalans, inclusief kolen en cokes is toegelicht in de haalbaarheidsstudie klimaat-neutrale paden TSN (Ronald Berger, november 2021)

² Tot de tweede hoogoven uit gebruik gaat, kan hoogovengas voor elektriciteitsproductie worden gebruikt.

³ Exclusief elektriciteit benodigd voor waterstof-productie bij TSN of elders in NZKG.

⁴ Waterstof en aardgas zijn deels complementair in de DRI-route. Laag scenario is maximaal waterstof inzet; hoog scenario is geen inzet waterstof; in 2045 is 80% waterstof inzet haalbaar; scenario's zijn afhankelijk van beschikbaarheid waterstof.

⁵ Potentieel voor CO₂-afvang wordt nader uitgewerkt.

⁶ Potentieel van restwarmte bij TSN uit het proces (exclusief elektrolyse)

Om de waterstoftransitie in het NZKG te realiseren moet de kloof tussen waterstofvraag en waterstofaanbod worden gedicht door (inter)nationale import en lokale waterstofproductie. Naast de toename van de elektriciteitsvraag van TSN voor staalproductie wordt ook extra elektriciteitsvraag voorzien voor de lokale productie van groene waterstof door middel van elektrolyse.

De geplande 'verzwaring elektriciteitsnet', zoals beschreven in de CES 1.0 NZKG, is voldoende robuust. Er zijn geen additionele netverzwaringen nodig om de waterstofroute bij TSN te faciliteren. De extra vraag van TSN en de elektrolyzers wordt direct aangesloten op het 380kV-net (EHS-net) van TenneT, waarvoor geen congestie wordt voorzien. Wel moet er (tot 2030) rekening gehouden worden met congestieproblemen op het midden- en laagspanningsnet van Liander in het Noordzeekanaalgebied, wat los staat van de koerswijziging van TSN.

Ook is tijdige verzwaring van het 150 kV-net van TenneT bij de Hemweg (reeds een MIEK-project) een aandachtspunt om verdere congestie te voorkomen en aansluiting van elektrolyzers kleiner dan 100 MW in het havengebied mogelijk te maken. Om congestieproblemen met de aansluiting van kleinere elektrolyzers te voorkomen is het aan te bevelen de mogelijkheden te onderzoeken voor een 'elektrolyse-park', waarbij verschillende aansluitingen van kleinere elektrolyzers (op het middenspanningsnet van Liander) worden samengevoegd, zodat het park kan worden aangesloten op het hoogspanningsnet van TenneT.

De ruimtelijke en milieu inpassing vraagt nog een zorgvuldige uitwerking. Met name de inpassing van de aansluitkabels, transformatoren en elektrolyse installaties op het TSN terrein (H2ermes) en in het havengebied zijn complex. De uitwerking daarvan bevindt zich nog in de onderzoeksfase.

In verband met de toenemende vraag naar elektriciteit en het toenemende aanbod van elektriciteit van wind-op-zee is het nodig verder te onderzoeken hoe meer dan de nu geplande 2,1 GW wind-op-zee aangeland kan worden in het Noordzeekanaalgebied vanaf 2030. Vanuit systeemperspectief heeft het de voorkeur elektriciteit van wind-op-zee te laten aanlanden dicht bij de locatie waar vraag naar elektriciteit is. De fysieke ruimte bij de kustlocaties Wijk aan Zee en Velsen Noord om nog additionele wind-op-zee aan te landen is beperkt. Ook aanlanding van wind-op-zee ten zuiden van het Noordzeekanaal is planologisch complex. Mogelijk zijn er toch nog opties, bijvoorbeeld op het TSN-terrein of op het terrein bij de Velsen-centrale.

De verkenning voor aanlanding wind-op-zee tot 2030 is afgerond. De geplande aanlanding van 2,1 GW wind-op-zee is voldoende om tot 2030 aan de toenemende elektriciteitsvraag te voldoen. Voor de periode daarna is het nodig bij de voorverkenning VAWOZ 2030-2040 de DRI-route van TSN en alle mogelijke opties van aanlanding van extra wind-op-zee na 2030 in het Noordzeekanaalgebied mee te nemen. De vraag of complexe inpassing van extra wind-op-zee in het Noordzeekanaalgebied opweegt tegen de systeemvoordelen, kan alleen vanuit nationaal perspectief beantwoord worden.

Met de netuitbreiding (380 kV) naar de kop van Noord Holland biedt aanlanding van wind-op-zee en elektrolyse in Den Helder ook perspectief na 2030. Verder moet ook worden gekeken naar aanlanding van wind-op-zee in de vorm van waterstof. Aanlanding van wind-op-zee in de vorm van waterstof biedt zowel ruimtelijk als systeemtechnisch kansen. Elektrolyse op zee legt minder beslag op de beperkte ruimte aan land. Ook

waterstof efficiënt over grote afstanden te transporteren voor de verder gelegen windparken.

Het belang van de Regional Integrated Backbone (RIB) en de landelijke backbone (LBB) voor waterstof, die al geselecteerd waren als MIEK-projecten van nationaal belang, zijn met de koersverandering van TSN alleen maar groter geworden. Momenteel bestudeert het RIB NZKG-project de impact van de DRI-route op de dimensionering van de leiding. Deze studie is naar verwachting eind eerste kwartaal 2022 afgerond en zal leiden tot een herziening en onderbouwing van de dimensies voor de RIB.

Om tussen 2030 en 2035 aan de waterstofvraag van TSN te kunnen voldoen is het belangrijk dat zowel de RIB als de LBB worden gerealiseerd vóór 2030. De RIB en de aansluiting op het LBB zijn randvoorwaardelijk door de toegenomen vraag naar waterstof n.a.v. de koerswijziging van TSN. Daarnaast is de realisatie van de RIB en aansluiting op de LBB ook noodzakelijk voor het ontsluiten van lokale lagedruk waterstofinfrastructuur (H2avennet en ZaannetH2).

Om de RIB NZKG per 2026 in gebruik te nemen is een Final Investment Decision (FID) van de partners noodzakelijk uiterlijk eind 2022. Een onherroepelijke vergunning, financiering en commerciële structuur zijn daarvoor noodzakelijke voorwaarden. Het landelijke waterstoftransportnet zal dan voor 2030 gereed kunnen zijn.

Samenvattend zijn de MIEK-projecten voor elektriciteit en waterstof uit de CES 1.0 van 15 september robuust gebleken en is het belang van deze projecten met de koerswijziging van TSN alleen maar groter geworden. De behoefte om het elektriciteitsnet te verzwaren en om een waterstofcluster in het Noordzeekanaal te realiseren zijn uitdrukkelijk niet alleen ten behoeve van TSN en onlosmakelijk verbonden met de beoogde energietransitie in het NZKG. Wel kan TSN als een versneller fungeren door voldoende vraag te creëren.

Door de koerswijziging van TSN is het Athos-project (CO₂-afvang) vervallen. Dit project was ingediend, als project van landelijk belang - met een mogelijke uitbreiding richting de haven - onder meer voor CO₂-afvang bij het Afval Energie Bedrijf (AEB) Amsterdam. Het blijft een interessante optie om een CO₂-infrastructuur in het havengebied te realiseren. De afgevangen CO₂ van AEB kan dan via het OCAP-netwerk worden aangesloten op het Porthos netwerk in Rotterdam en/of als grondstof voor industrie in de haven, bijvoorbeeld voor productie van synthetische kerosine. Dit is nog steeds een project van regionaal belang.

Voor het gehele NZKG wordt het totale energieverbruik per energiedrager als volgt:

NZKG	Huidige situatie	2030	2050
Elektriciteit ⁷	4 TWh	9-15 TWh	11-24 TWh
Aardgas	20 TWh	11-22 TWh ⁸	0 TWh
Waterstof		250-300 kton	550 kton
CO ₂ -afvang		1,5-2,5 Mton	1,5-2,5 Mton
Warmte/stoom		0,25 TWh	0,25 TWh

⁷ Tot de tweede hoogoven uit gebruik gaat, kan hoogovengas voor elektriciteitsproductie worden gebruikt.

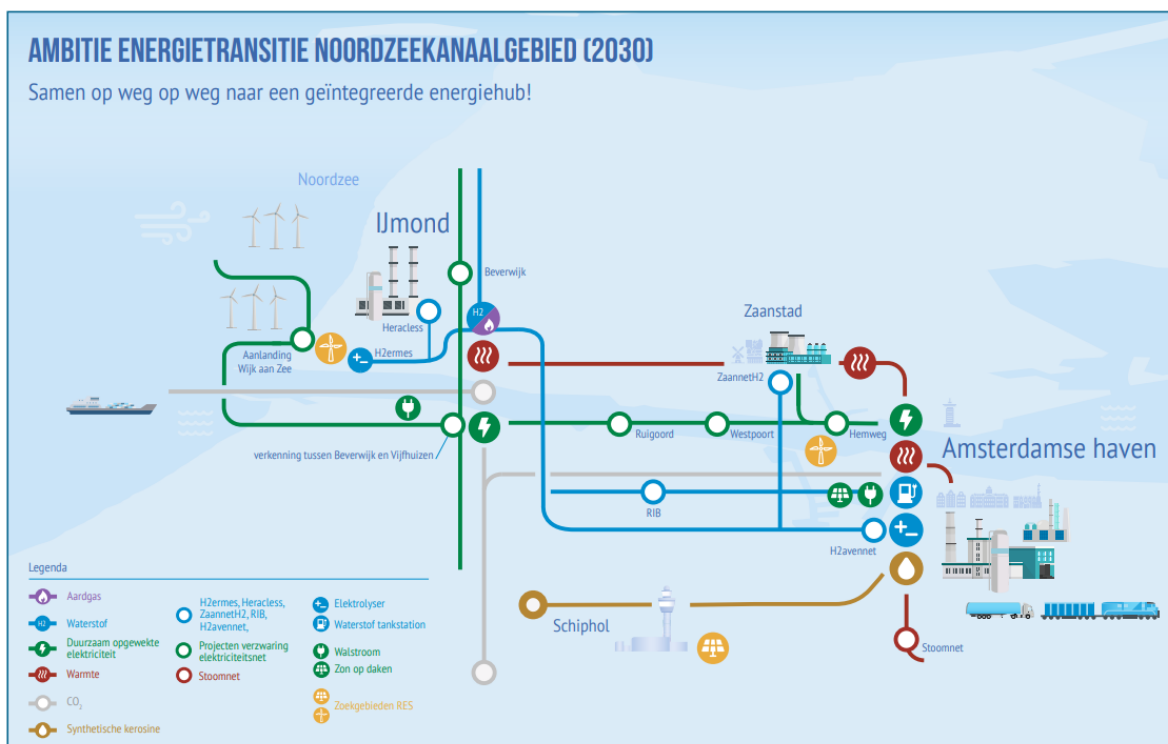
⁸ Waterstof en aardgas zijn deels complementair in de DRI-route. Laag scenario is maximaal waterstof inzet; hoog scenario is geen inzet waterstof; in 2045 is 80% waterstof inzet haalbaar; scenario's zijn afhankelijk van beschikbaarheid waterstof.

Het waterstof-aanbod zal in 2035 150 kton zijn. Het restwarmte potentieel van de industrie zal naar verwachting 9 TWh zijn in 2035.

De huidige CO₂-uitstoot van de industrie en energieproductie in het NZKG is 18,3 Mton, waarvan 12,6 Mton gerelateerd aan TSN. Opgeteld worden met bovenstaand scenario de CO₂-emissies in het NZKG tussen 35% en 45% gereduceerd in 2030⁹. Dit is tot 2030 minder dan met voorgaande CCS-route, maar na 2035 als beide DRI installaties in gebruik zijn, is een hogere CO₂-reductie haalbaar. De precieze emissiereducties die TSN kan realiseren zijn afhankelijk van de mate waarin en het tempo waarin de route naar klimaatneutraliteit¹⁰ kan worden gerealiseerd.

Door de koerswijziging zijn andere milieudoelen zoals stikstof reductie (70%-90%) en fijnstof reductie (45-65%) beter en sneller te realiseren¹⁰. Dit is van groot belang voor de directe leefomgeving in de IJmond.

De ruimtelijke inpassing van de energie-infrastructuurprojecten moet nog zorgvuldig uitgewerkt worden. In december 2021 is een onderzoek gestart naar de milieu-ruimtelijke impact van de energietransitie in het NZKG. Dit zal input zijn voor het verdere ruimtelijke besluitvormingsproces. De besluitvorming over ruimtelijke inpassing vindt vervolgens conform bestaande planologische procedures plaats. Voor de definitieve inpassing van de projecten zal het daarvoor bevoegde gezag een reguliere planologische procedure doorlopen.



Figuur 1: visualisatie van de benodigde infrastructuur in het Noordzeekanaalgebied

⁹ Dit is een inschatting, die voor 21 januari 2022 gevalideerd wordt

¹⁰ Haalbaarheidsstudie klimaat-neutrale paden TSN (Ronald Berger, november 2021)

1. Aanpak actualisatie Cluster Energie Strategie Noordzeekanaalgebied

Voor deze actualisatie van de Cluster Energie Strategie 1.0 Noordzeekanaalgebied (CES 1.0 NZKG) zijn de relevante gegevens over de impact van de keuze van Tata Steel Nederland (TSN) voor de Direct Reduced Iron-route (DRI-route) op de energiemodaliteiten (elektriciteit, methaan, waterstof, CO₂ en warmte) in het Noordzeekanaalgebied geanalyseerd. Dit is gedaan aan de hand van gesprekken met bedrijven, recente rapporten, haalbaarheidsstudies en strategiedocumenten, waaronder:

- Waterstofversnelling in NZKG (Ronald Berger, 12 november 2021)
- Haalbaarheidsstudie klimaat-neutrale paden TSN (Ronald Berger, november 2021)
- Ruimte voor het energiesysteem verstedelijkingsstrategie MRA (Generation.energy, augustus 2021)
- Reflectie op Cluster Energie Strategieën CES 1.0 (PBL, RVO, TNO, 15 november 2021)
- Kamerbrief Verkenning 'Aanlanding wind op zee 2030' (VAWOZ, november 2021)
- Brief aan informateurs 'Versnelling waterstof NZKG' (15 november 2021)
- Nationale Waterstof plan (www.nationaalwaterstofprogramma.nl)
- Groeivermogen II, schaalvergroting elektrolyse activiteiten (EZK, 31 oktober 2021)

De lijst van geïnterviewde personen is vermeld in Appendix A.

Het zwaartepunt van de analyse lag op elektriciteit en waterstof. Daarnaast is ook de verandering in aardgasbehoefte, het aanbod van afgevangen CO₂ en het gewijzigde restwarmtepotentieel met bijhorende impact op de energie-infrastructuur kort toegelicht.

2. Omschrijving DRI-route Tata Steel Nederland

TSN heeft verschillende paden onderzocht om klimaatneutraal te worden en heeft op 15 september jl. bekend gemaakt te hebben gekozen voor de waterstofroute op basis van de DRI-technologie.

Huidige energieverbruik TSN

Bij de huidige productie van staal zijn kolen de belangrijkste energiedrager en vergt vooral de reductie van ijzeroxide naar ijzer onder hoge temperaturen de meeste energie. Centraal hierbij staan de twee hoogovens (6 en 7) die samen 7,2 Mton ruw staal produceren (uit 6 miljoen ton ruw ijzer en schroot), met behulp van 2,8 Mton kolen.

Het elektriciteitsverbruik bedraagt ongeveer 3 TWh waarvan ongeveer 270 GWh zelf wordt geproduceerd en de rest wordt ingekocht van Vattenfall. Het hoogoven/procesgas wordt daarbij geëxporteerd naar Vattenfall voor de opwekking van elektriciteit. Een gedeelte van de elektriciteit wordt verbruikt door Linde, die H₂, O₂, N₂ en Argon levert (o.a. voor het borrelen van de ijzersmelt).

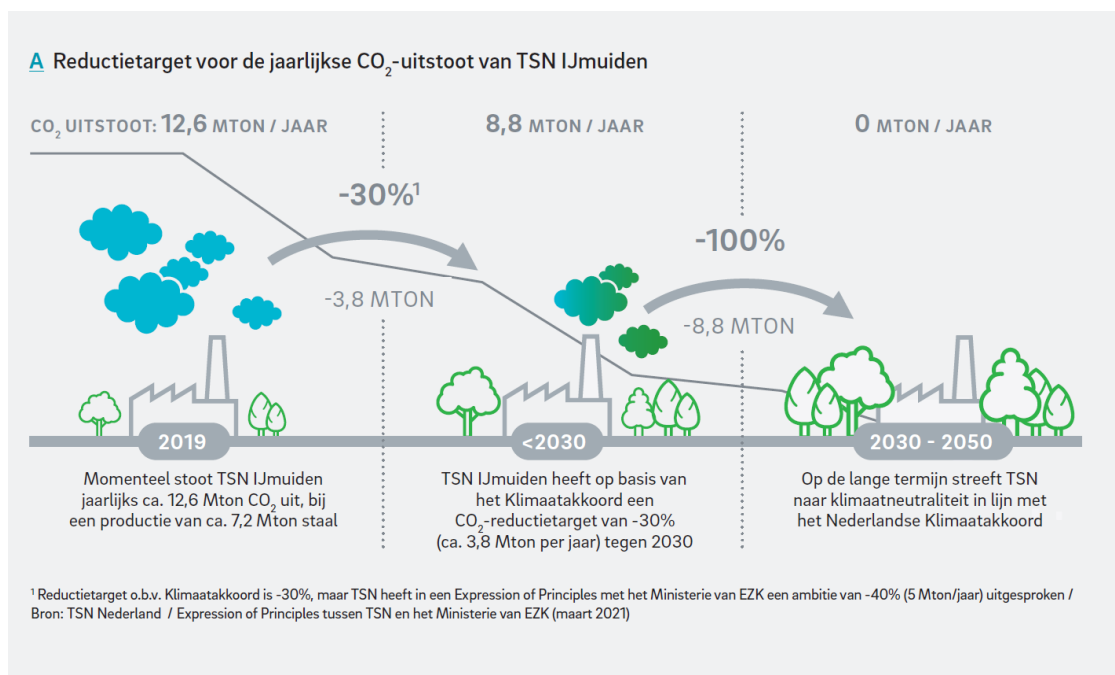
Het aardgasverbruik is ongeveer 3 TWh. Er wordt ongeveer 24 PJ (~6.7 TWh) hoogovengas aan Vattenfall geleverd.

De huidige aan TSN gerelateerde CO₂-emissie bedraagt 12,6 miljoen ton per jaar. Dit is inclusief de emissies van de Velsen centrale (Vattenfall). Bij het primaire staalproductieproces, en de inzet van kolen/cokes en CaCO₃, wordt ongeveer 12,2 van de 12,6 Mton CO₂ per jaar uitgestoten. De resterende CO₂ komt vrij bij de verdere verwerking van het staal op de site, zoals walsen.

Toekomstige energieverbruik TSN

Bij de DRI-route worden de twee hoogovens vervangen door installaties die Direct Reduced Iron maken. In een dergelijke installatie wordt gepelletiseerd ijzererts gereduceerd met aardgas of waterstof. Er zijn voor de installatie geen kolen/cokes meer nodig. Dit proces vindt plaats bij temperaturen waarbij het ijzererts/ijzer in vaste vorm blijft. De geproduceerde DRI-pellets worden in een vervolgstap met elektrische vlamboogovens - zogenoemde Electric Arc Furnace (EAF) - gesmolten voor verdere verwerking. Een DRI-installatie biedt de mogelijkheid om een belangrijk deel van het aardgas op termijn te vervangen door groene waterstof.

Met de DRI-route wordt een CO₂-emissiereductie van 30% tot 40% nagestreefd in 2030 en op termijn streeft TSN naar klimaatneutraliteit (zie volgende figuur).



Figuur 2: CO₂-emissiereductiedoelen van TSN (bron: Ronald Berger, november 2021)

De emissiereductie vindt plaats in twee stappen.

Bij de eerste stap (voor 2030) wordt Hoogoven 6 vervangen door DRI-installatie 1.

Klimaatneutraliteit kan vervolgens worden bereikt door vervanging van Hoogoven 7 door DRI-installatie 2 (voorzien rond 2035), de geleidelijke vervanging van aardgas door groene waterstof en elektrificatie van de productieprocessen.

De volgende tabel geeft de resulterende energievraag en -aanbod¹¹ van TSN weer.

	2019-2025	BF-CCUS (Everest) route 2030	DRI-route 2030	DRI-route 2035 en verder
	Huidige situatie	Zoals opgenomen in CES NZKG 1.0	N.a.v. koerswijziging TSN	N.a.v. Koerswijziging TSN
Elektriciteit ¹²	3 TWh	4-6 TWh	6-7 TWh¹³	8 TWh⁶
Aardgas	3 TWh	3 TWh	4-15 TWh¹⁴	8 TWh
Waterstof (H ₂)		-100 kton (aanbod)	100-150 kton	400 kton
CO ₂ -afvang ¹⁵		5,5 Mton	1-2 Mton	1-2 Mton
Restwarmte ¹⁶			Wordt nog onderzocht: 5-15 MW beschikbaar	

¹¹ De volledige energiebalans, inclusief kolen en cokes is toegelicht in de haalbaarheidsstudie klimaat-neutrale paden TSN (Ronald Berger, november 2021)

¹² Tot de tweede hoogoven uit gebruik gaat, kan hoogovengas voor elektriciteitsproductie worden gebruikt.

¹³ Exclusief elektriciteit benodigd voor waterstof-productie bij TSN of elders in NZKG

¹⁴ Waterstof en aardgas zijn deels complementair in de DRI-route. Laag scenario is maximaal waterstof inzet; hoog scenario is geen inzet waterstof; in 2045 is 80% waterstof inzet haalbaar; scenario's zijn afhankelijk van beschikbaarheid waterstof.

¹⁵ Potentieel voor CO₂-afvang wordt nader uitgewerkt.

¹⁶ Potentieel van restwarmte bij TSN uit het proces (exclusief elektrolyse)

Ten opzichte van de huidige situatie neemt het elektriciteitsverbruik bij TSN toe van 3 TWh naar 8 TWh. Het elektriciteitsverbruik zal ook niet meer grotendeels zelf geproduceerd worden met hoogovengas in de Velsen-centrale en moet dus elders geproduceerd worden. Het is nog onduidelijk wanneer en hoe snel de Velsen-centrale uit bedrijf wordt genomen. TSN blijft hoogovengas, dat voor elektriciteitsopwekking kan worden gebruikt, produceren totdat omstreeks 2035 beide hoogovens zijn uitgefaseerd en vervangen door DRI-installaties.

Daarnaast wordt TSN met 400 kton per jaar een zeer grote afnemer van waterstof. Om de waterstoftransitie in het NZKG te realiseren moet de kloof tussen waterstofvraag en waterstofaanbod worden gedicht door (inter)nationale import en lokale waterstofproductie. Er lijkt ruimte voor een verhoging van de lokale H₂-productie tot 1 GW (~ 150 kton H₂). Dit vereist 10-15 hectare ruimte voor elektrolyse capaciteit en mogelijk extra wind-op-zee-aanlandingen (zie figuur 3).



Figuur 3: Waterstofversnelling, mogelijkheden in NZKG (bron: Ronald Berger, 12 november 2021)

De lokale waterstof productie is niet alleen ten behoeve van TSN maar ook bedoeld om de vergroening en circulaire economie in het Amsterdamse havengebied te stimuleren (bijvoorbeeld voor de productie van duurzame brandstoffen voor vliegtuigen).

De impact van het elektriciteitsverbruik van de elektrolyzers (1 GW x 8000 uur ~ 8 TWh) op de elektriciteitsinfrastructuur wordt daarom apart beschreven van de toegenomen elektriciteitsvraag bij TSN voor het maken van staal in de DRI-route.

3. Impact op energie-infrastructuur projecten in het NZKG

In dit hoofdstuk wordt een beschrijving gegeven van de impact van de koerswijziging van TSN op de energie-infrastructuurprojecten in het Noordzeekanaalgebied om de verwachte ontwikkeling van vraag en aanbod te kunnen accommoderen.

3.1. Elektriciteit

In de CES 1.0 NZKG is geconstateerd dat een verzwaring van het elektriciteitsnet noodzakelijk is om de energietransitie te faciliteren in het Noordzeekanaalgebied. De verzwaring van het elektriciteitsnetwerk omvat een aantal deelprojecten die een aantal urgente knelpunten adresseren die capaciteitsuitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur vereisen.

Projectbeschrijving 'Elektriciteit verzwaring' (CES 1.0 15 september voor MIEK)

Ingediende MIEK-projecten op 150 kV en hoger (zie ook figuur 4):

1. Nieuw 380/150 kV-station (Beverwijk-Vijfhuizen, op een nader te bepalen locatie ten zuiden van het Noordzeekanaal)
2. Twee nieuwe 150 kV stations in Westelijk havengebied (incl. 150kV verbindingen)¹⁷
3. Vervanging en uitbreiding huidig 150 kV-station Hemweg
4. Uitbreiden 380 kV-station Oostzaan met een vierde 380/150 kV-transformator (incl. verzwaren 150 kV-verbinding Hemweg – Oostzaan)
5. Nieuw 150 kV landstation voor aansluiting Wind op Zee in Velsen (na 2030)¹⁸
6. Netuitbreiding (380 kV) kop van Noord-Holland
7. Nieuw 150 kV-station Oostzaan
8. Nieuw 150 kV-station Beverwijk (incl. nieuwe 150 kV-kabelverbinding Beverwijk – Oterleek en nieuwe 380/150 kV-transformator in Beverwijk)

Robuustheid elektriciteitsnet voor toenemende vraag

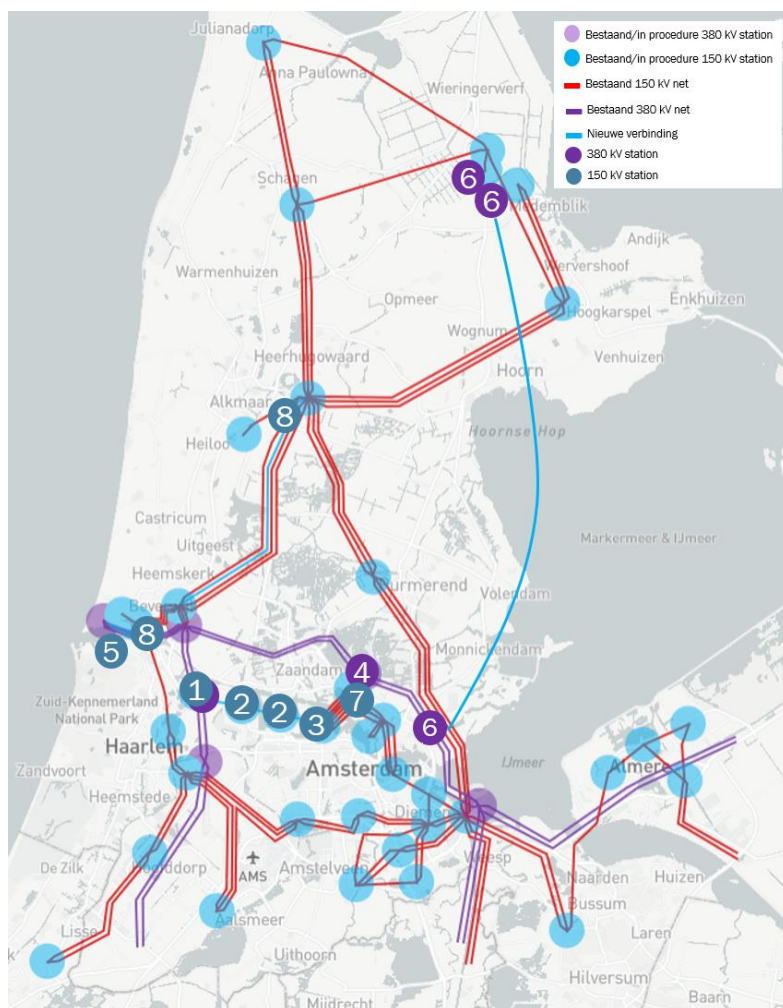
De eerste centrale vraag is of de reeds ingediende projecten voldoende zijn om aan de toenemende elektriciteitsvraag van TSN en 1 GW aan elektrolyse in NZKG te voldoen.

De toegenomen elektriciteitsvraag vindt op twee locaties plaats:

- a) bij TSN in IJmuiden (8 TWh voor staalproductie plus 400 MW voor elektrolyse)
- b) in het westelijk havengebied (tot 600 MW voor elektrolyse)

¹⁷ Dit project is noodzakelijk ten behoeve van elektrificatie doeleinden in Westpoort én ter ontlasting van de Hemweg (CES 1.0 NZKG). De huidige congestie Hemweg maakt deze extra aansluiting aan de westzijde urgenter (dus realisatie niet ná 2030, maar daarvoor).

¹⁸ Extra aanlanding Wind op Zee voor 2030 op 150 kV-station Velsen gaat niet door omdat de Velsen centrale dan nog niet definitief buiten bedrijf is gesteld en vanwege ruimtelijke beperkingen op het Vattenfall terrein.



Figuur 4: toelichting project 'elektriciteitsverzwaring' uit CES NZKG

Robuustheid elektriciteitsnet locatie TSN in IJmuiden

Om aan de toenemende vraag naar elektriciteit te voldoen zal TSN direct worden aangesloten op een 380 kV-station van TenneT aan de Zeestraat, naast de bestaande 150 kV-aansluiting op de stationslocatie Velsen. De bouw van dit station is al gestart en is daarom niet opgenomen in bovenstaand overzicht. Voor het elektriciteitsnet van TSN zal de spanning worden omgezet naar 150 kV. Hiervoor heeft TSN een eigen transformatorstation, inclusief transformatoren nodig. Dit wordt op TSN-terrein gebouwd pal ten zuiden van het al geplande station van TenneT. De vergunningsaanvraag voor de realisatie op TSN-terrein start in de loop van 2022. De verzwaaarde aansluiting zal naar verwachting medio 2024 gerealiseerd zijn.

Samen met de geplande deelprojecten uit de CES 1.0 NZKG is dit voldoende om de toenemende elektriciteitsvraag van TSN te accommoderen. Er zijn geen additionele netverzwaringen nodig. TSN heeft met de extra aansluiting op het 380 kV-net een robuuste aansluiting die 8 TWh elektriciteitsvraag voor staalproductie en 400 MW elektrolyse capaciteit bij TSN kan faciliteren.

Robuustheid elektriciteitsnet in zoekgebied elektrolyzers westelijk havengebied

Naar aanleiding van de Roland Berger studie over de waterstofvraag en aanbod in het NZKG verkent HyCC samen met Port of Amsterdam de mogelijkheid tot 500-600 MW aan elektrolyse in de Amsterdamse haven, gevoed door het bestaande hoogspanningsstation Vijfhuizen.

Ook de mogelijkheid om aan te sluiten op een nieuw te realiseren hoogspanningsstation tussen Beverwijk en Vijfhuizen wordt onderzocht (deelproject 1 in figuur 4). Deelproject 1, welke randvoorwaardelijk is om te voorzien in de toegenomen elektriciteitsvraag in met name Westpoort, bevindt zich momenteel in de studiefase. Het is zeer wenselijk de planning van het MIEK aan te houden om deelproject 1 vóór 2030 op te leveren, vanwege de robuustheid van het elektriciteitssysteem in dit gebied.

De 500-600 MW elektrolysecapaciteit in de haven is gedimensioneerd op basis van de maximaal beschikbare fysieke ruimte, de externe veiligheidscontouren en de milieuruimte. Doel is om in 2027-2028 operationeel te zijn, onder voorwaarde van tijdige vergunningverlening. Alle vermogens groter dan 250 MW worden bij voorkeur aangesloten op het hoge 380 kV spanningsniveau. De aansluiting op het 380 kV-net wordt waarschijnlijk ondergronds. Transformatie naar lagere spanning vindt plaats op het terrein van de elektrolyzers. Het 380 kV-net van TenneT (bij station Vijfhuizen) is voldoende robuust om deze 500-600 MW elektrolyse te faciliteren.

De aansluiting van de elektrolyzers bij station Vijfhuizen dan wel op het nieuw te bouwen station tussen Beverwijk en Vijfhuizen is op het 380 kV-net. Hierop is voldoende capaciteit beschikbaar en is daardoor niet belemmerend voor de andere ontwikkelingen in Haarlem en Haarlemmermeer (energietransitie, woningbouwopgave en versnelling woningbouw, economisch ontwikkelingen).

Daarnaast is Vattenfall voornemens elektrolyse (10 MW) toe te passen op het terrein aan de Hemweg. Voor deze locatie kunnen er aansluit-/congestieproblemen zijn, omdat het gevraagde vermogen kleiner is dan 100 MW en waarschijnlijk zal worden aangesloten op het regionale net van Liander (zie toelichting hieronder).

Om de congestieproblemen met de aansluiting van kleinere (<100 MW) elektrolyzers te voorkomen is het aan te bevelen de mogelijkheden te onderzoeken voor een 'elektrolyse-park' waarbij verschillende aansluitingen van kleinere elektrolyzers (op het middenspanningsnet van Liander) worden samengevoegd zodat het park kan worden aangesloten op het 380 kV-net van TenneT (zonder congestieproblemen) of 150 kV-net.

Toelichting gevraagde vermogen en congestie

De aansluiting van een nieuwe afnemer van elektriciteit is afhankelijk van zijn gevraagde vermogen. Boven 10 MW zijn nieuwe aansluitingen maatwerk, maar de systematiek is dat hoe groter het gevraagde vermogen, hoe hoger het spanningsniveau waarop de afnemer wordt aangesloten (zie tabel hieronder).

Gevraagde vermogen	Spanningsniveau aansluiting	Netbeheerder
Groter dan 250 MW	380 kV	TenneT
100 MW tot 250 MW	150 kV	TenneT
Kleiner dan 100 MW ¹⁹	50 kV of lager	Liander

De éénmalige aansluiting op een hoger spanningsniveau is duurder, maar het transport van grote vermogens is efficiënter op een hoger spanningsniveau. Een aansluiting op een hoger spanningsniveau (bijvoorbeeld 380 kV) maakt geen gebruik van het elektriciteitsnet op een lager spanningsniveau bespaart jaarlijks deze kosten.

Onder meer door de energietransitie is er een toegenomen elektriciteitsvraag in Amsterdam en sprake van congestie in het elektriciteitsnet. De congestieproblematiek in Amsterdam zit op het 50 kV en lager, waarbij de regionale netbeheerder (Liander) de vermogens niet bij de eindgebruikers kan krijgen. Op het 150 kV-net bij Hemweg is inmiddels ook sprake van congestie.

Met andere woorden, het 380 kV-net (EHS-net) van TenneT is voldoende robuust om 500 tot 600 MW elektrolyse aan te sluiten op het net. Liander heeft meer tijd nodig om haar middenspanningsnet voldoende robuust te maken voor de toenemende elektriciteitsvraag.

(Tijdige) aansluiting van elektrolysers kleiner dan 100 MW (op het net van Liander) kan dus tot problemen leiden, als gevolg van beperkingen in het net van Liander.

Samenvattend, de al geplande verzwaring van het elektriciteitsnet, zoals beschreven in de CES 1.0 NZKG is voldoende robuust om 500-600 MW extra elektrolyse capaciteit in het havengebied te faciliteren. De ruimtelijke inpassing vraagt nog een zorgvuldige uitwerking.

Aanlanding extra wind-op-zee

De tweede centrale vraag is of er extra aanlanding van wind-op-zee vereist of mogelijk is in het Noordzeekanaalgebied.

Tussen 2023 tot 2026 gaat er 2,1 GW wind-op-zee aanlanden in het Noordzeekanaalgebied. Hiermee wordt ongeveer 9,5 TWh elektriciteit opgewekt (2,1 GW x 4500 uur). Het elektriciteitsverbruik van 1 GW elektrolyse zal naar verwachting op termijn 8 TWh (1 GW afschakelbaar x 8,000 uur) zijn. Het aantal draaiuren van de elektrolysers kan eerst lager zijn dan 8000 uur. Er lijkt zich een flexibele inzet van de waterstofmarkt te ontwikkelen, waardoor wellicht waterstof geproduceerd gaat worden in het Noordzeekanaalgebied op basis van windprofielen.

¹⁹ Tussen 80 MW en 100 MW vindt overleg plaats tussen Liander en TenneT over wat het beste spanningsniveau is om aan te sluiten.

De verwachting is dat er op termijn meer duurzame stroom beschikbaar zal komen, waardoor de bedrijfstijden van de elektrolyse installaties (geleidelijk) zullen toenemen. Bij een flexibele inzet van de elektrolyzers in het Noordzeekanaalgebied op basis van windprofielen zal het elektriciteitsverbruik van deze elektrolyzers in de orde grootte van 4,5 TWh zijn (1 GW x 4500 uur).

Met de concrete plannen om in 2027/2028 tot 1 GW aan elektrolyzers operationeel te hebben, wordt het Noordzeekanaalgebied systeemtechnisch een interessantere locatie om méér wind-op-zee aan te landen dan voorheen werd beoogd (0,1 GW aan elektrolyse in 2030 in het Noordzeekanaalgebied).

Vanuit systeemperspectief heeft het de voorkeur de productie van elektriciteit vanuit wind-op-zee te laten aanlanden dicht bij de locatie waar de vraag naar elektriciteit is. De totale vraag naar elektriciteit van de industrie in het Noordzeekanaalgebied zal naar verwachting toenemen tot meer dan 20 TWh na 2035. In verband met de uitfasering van gas- en kolencentrales is er voldoende vraag om meer dan 2,1 GW wind-op-zee aan te landen in het Noordzeekanaalgebied.

De verkenning voor aanlanding wind-op-zee tot 2030 is afgerond. De geplande aanlanding van 2,1 GW wind-op-zee is voldoende om tot 2030 aan de toenemende elektriciteitsvraag te voldoen. Voor de periode daarna is het nodig om bij de voorverkenning VAWOZ 2030-2040 de DRI-route van TSN en de mogelijke opties van aanlanding van extra wind-op-zee na 2030 in het Noordzeekanaalgebied mee te nemen. De vraag of complexe inpassing van extra wind-op-zee in het Noordzeekanaalgebied opweegt tegen de systeemvoordelen, kan alleen vanuit nationaal perspectief beantwoord worden. Daarbij moet ook worden gekeken naar aanlanding van wind-op-zee in de vorm van waterstof.

De aanlandingslocatie van wind-op-zee in de vorm van waterstof of elektriciteit (opties: NZKG, Rotterdam, Den Helder, Eemshaven, Zeeland) kan ook van invloed zijn op de dimensionering van de regionale waterstofinfrastructuur (RIB) en de LBB, zie volgende paragraaf.

Aanlanding van grote volumes elektriciteit (>250 MW) en elektrolyse is vooralsnog in Den Helder lastig omdat er (nog) geen 380 kV-net ligt. Netuitbreiding naar de kop van Noord Holland (MIEK project) biedt perspectief voor aanlanding van wind op zee, aanlanding van waterstof en elektrolyse in Den Helder na 2030.

Ook moet nadrukkelijk worden gekeken naar aanlanding van wind-op-zee in de vorm van waterstof. Aanlanding van wind-op-zee in de vorm van waterstof biedt zowel ruimtelijk als systeemtechnisch kansen. Elektrolyse op zee legt minder beslag op de beperkte ruimte aan land. Ook is waterstof efficiënt over grote afstanden te transporteren voor de verder gelegen windparken.

3.2. Waterstof

De recente koerswijziging van TSN om duurzaam staal te produceren via de groene waterstof/DRI-route betekent een grote vraag naar groene waterstof. Om de waterstoftransitie in het NZKG te realiseren moet de kloof tussen waterstof vraag en aanbod worden gedicht door lokale en nationale waterstof productie en (inter)nationale import. Er lijkt ruimte voor een verhoging van de lokale waterstofproductie tot 1 GW ~ 150 kton waterstof.

Er wordt onderzocht of de elektrolyse capaciteit op site van TSN kan worden opgeschaald van 100 MW naar 400 MW. De overige 500-600 MW waarvoor ca. 5-9 hectare nodig is moet worden aangewezen binnen het gebied van Port of Amsterdam. Ook zijn er bij de Vattenfall centrale op de Hemweg kleinschaligere plannen voor elektrolyse.

In de CES NZKG is het belang van een 'Regional Integrated Backbone' (RIB) en een 'Landelijke Backbone' (LBB) – zie ook figuur 5 - voor waterstof beschreven in het Addendum waterstof.



Figuur 5: 'RIB' (in blauw) en LBB (in oranje)

De DRI-route van TSN betekent het volgende voor het ontwerp en de planning de RIB en de LBB:

- Het RIB NZKG-project bestudeert de impact van de beslissing van TSN op de dimensionering van de leiding, aangezien grotere hoeveelheden getransporteerd dienen te worden dan in eerste instantie voorzien.
- Deze studie is naar verwachting begin eind eerste kwartaal 2022 afgerond en zal leiden tot een herziening en onderbouwing van de dimensies voor de RIB.

- Bij de dimensionering wordt rekening gehouden met de onzekerheden die er nog in de waterstofmarkt zijn, bijvoorbeeld met betrekking tot de hoeveelheid import van waterstof, en onzekerheden m.b.t. de locatie en het profiel van de lokale en landelijke productie van waterstof. Zo wordt bij de dimensionering bijvoorbeeld rekening gehouden met minimaal 1 Mton waterstof import per jaar.
- De RIB heeft voldoende capaciteit om 1 GW waterstofproductie (waarvan 400 MW bij TSN en 600 MW in het havengebied) in het Noordzeekanaalgebied te faciliteren.
- Om tussen 2030 en 2035 aan 400 kton waterstofvraag te kunnen voldoen is het belangrijk dat zowel de RIB als de LBB beide tijdig worden gerealiseerd. Alleen het realiseren van een waterstofinfrastructuur binnen het cluster (middels de RIB) zal niet voldoende zijn om goed aan de grotere waterstofvraag en de opschaling van het aanbod te kunnen voldoen. Daarvoor is ook de verbinding met opslag en andere clusters (via LBB) van belang.

De DRI-route van TSN betekent het volgende voor de nut en noodzaak van de RIB:

- Het belang van de RIB voor het Noordzeekanaalgebied en de Metropool Regio Amsterdam is met de koersverandering van TSN alleen maar groter geworden omdat de regio sterk afhankelijk wordt van de import van waterstof. Het is dus van belang dat de overschotten in de andere regio's via de landelijke backbone en de RIB naar het Noordzeekanaal-gebied kunnen komen.
- Om de energietransitie te versnellen, de klimaatdoelen te realiseren en de (inter)nationale concurrentiepositie van het NZKG toekomstbestendig en sterker te maken is er behoefte aan een waterstofcluster in het Noordzeekanaalgebied. Hiervoor is het noodzakelijk om het waterstofaanbod op te schalen. Deze opschaling is uitdrukkelijk niet alleen ten behoeve van de waterstofvraag van TSN. Wel kan de substantiële vraag vanuit TSN als een versneller dienen om voldoende vraag te creëren. Schommelingen in waterstof-aanbod (bijvoorbeeld indien productie van waterstof is afgestemd op het aanbod van elektriciteit van wind-op-zee) kunnen met de aansluiting op de landelijke backbone worden opgevangen.
- Op dit moment wordt er ook gekeken naar waterstofproductie op zee, maar zijn deze plannen nog onvoldoende concreet om rekening mee te houden in de RIB. Wel zal het naar verwachting op termijn mogelijk zijn eventuele waterstofproductie op zee aan te sluiten op de RIB NZKG in de IJmond of op de LBB. Er wordt uitgekeken naar de resultaten van de PosHYdon-pilot.

De DRI-route betekent ook een toenemend belang van import van waterstof omdat de vraag groter is dan de productiemogelijkheden in het NZKG:

- Naar verwachting zal de eerste import van waterstof per schip plaatsvinden in de Amsterdamse haven en/of het terrein van Tata Steel in IJmuiden rond 2030. Dit wordt nu verder onderzocht in het project H2-Gate (haalbaarheidsstudie wordt afgerond eind eerste kwartaal 2022). Een eerste ronde EoI (Expression of Interest, vertrouwelijk) heeft een mogelijke import van 1 Mton waterstof per jaar geïdentificeerd.
- De waterstof zal in de haven ingevoerd worden in de RIB NZKG. De waterstof kan via de RIB NZKG getransporteerd worden. Import in Den Helder en IJmuiden is goed denkbaar op de langere termijn. Hier wordt met de dimensionering en het ontwerp van de RIB rekening mee gehouden.
- Tenslotte zijn de LBB en de RIB ook noodzakelijk wanneer de import (gedeeltelijk) op een andere locatie zou plaatsvinden, bijvoorbeeld in Rotterdam.

Conclusies:

Om tussen 2030 en 2035 aan waterstofvraag van TSN te kunnen voldoen is het belangrijk dat zowel de RIB als LBB beiden worden gerealiseerd. Geconcludeerd kan worden dat de RIB en de aansluiting op de LBB randvoorwaardelijk zijn door de toegenomen vraag naar waterstof n.a.v. de koerswijziging van TSN. Daarnaast is de realisatie van de RIB en aansluiting op de LBB ook noodzakelijk voor het ontsluiten van lokale lagedruk waterstofinfrastructuur (H2avennet en ZaannetH2).

Om de RIB NZKG per 2026 in gebruik te nemen is een Final Investment Decision (FID) van de partners noodzakelijk uiterlijk eind 2022. Een onherroepelijke vergunning, financiering en commerciële structuur zijn daarvoor noodzakelijke voorwaarden.

Het landelijke waterstoftransportnet zal dan in 2030 gereed kunnen zijn. Er moet nog verder met Gasunie geïnventariseerd worden wat de keuze van TSN voor de DRI-route betekent voor de planning en volgorde van het verbinden van de verschillende clusters door middel van de landelijke waterstofbackbone. Omdat de aanlanding van wind-op-zee middels de productie van waterstof met elektrolyzers ook invloed heeft op de LBB is het aan te bevelen dat voor landelijke scenario's ten behoeve van het optimaal verbinden van de clusters voor/door Gasunie en Tennet gezamenlijk worden doorgerekend.

3.3. CO₂-afvang

Met de koerswijziging van TSN komen een aantal projecten ter vermindering van de CO₂ uitstoot te vervallen, waaronder de 'Carbon Capture Utilisation and Storage' (CCUS) gerelateerde projecten (Athos, Everest, Hisarna). CO₂-afvang bij TSN blijft noodzakelijk om de CO₂-reductiedoelstellingen te halen. De CO₂-afvang kan in de orde grootte 1 tot 2 Mton per jaar zijn. Er wordt nog onderzocht op welke manier de afgevangen CO₂ getransporteerd en opgeslagen zou kunnen worden. Dit zou bijvoorbeeld kunnen per schip, maar ook middels een CO₂-pijpleiding, zoals voorzien met Athos, samen met andere emitters.

Het Afval Energie Bedrijf (AEB) Amsterdam verwerkt afval en verbrandt wat na scheiding overblijft. Het AEB levert vervolgens warmte en elektriciteit aan de omgeving en speelt zo een belangrijke rol in de duurzaamheidsambities van Amsterdam en omliggende gemeenten. AEB heeft vergevorderde plannen om stoom te leveren aan bedrijven in de haven waarmee ca. 150 kton CO₂ vermeden kan worden. Daarnaast heeft het AEB de ambitie om vanaf 2027 jaarlijks 440 Kton CC(U)S toe te passen.

Voor AEB is CC(U)S – naast het minder verbranden van afval - de (enige) voordehand liggende technologie om CO₂-uitstoot te reduceren. Ter vergelijking, 440 kton is 9% van de gehele uitstoot van de stad en staat gelijk aan het aardgasverbruik van 68% van alle Amsterdamse huishoudens.

De meest voor de hand liggende optie daarvoor is de CO₂ nadat het is afgevangen via de bestaande OCAP buisleiding te transporteren en aan te sluiten op het Rotterdamse Porthos CO₂-netwerk. Vanuit de haven van Amsterdam is 2 km nieuwe pijpleiding nodig om het AEB hierop aan te sluiten. Bij het AEB zal een compressorstation komen te staan. Met het vervallen van Athos blijft het een interessante optie om deze CO₂-infrastructuur in het havengebied te realiseren. De afgevangen CO₂ van AEB kan dan ook gebruikt worden als grondstof voor industrie in de haven, bijvoorbeeld voor productie van synthetische kerosine. Dit is nog steeds een project van regionaal belang.

3.4. Restwarmte

Restwarmte elektrolyzers

Het restwarmte potentieel van elektrolyse op TSN-site met zoveel mogelijk hergebruik door HVC wordt onderzocht. De elektrolyzers produceren circa 10% restwarmte: 800 GWh elektriciteit levert circa 80 GWh aan restwarmte op een niveau van 70 tot 90 °C afhankelijk van de gekozen techniek. De restwarmte van de elektrolyse in het westelijk havengebied kan mogelijk worden hergebruikt via Westpoort warmtenet. Voor de elektrolyzers gaat het om een warmte-aanbod in de orde grootte van 100 duizend woningequivalenten.

Restwarmte staalproductie TSN

Er is door de koerswijziging naar schatting 5-15 MW additionele restwarmte beschikbaar bij TSN, naast de restwarmte van de elektrolyse op de TSN-site, ten behoeve van een mogelijk IJmond warmtenet. Dit zal nader onderzocht worden.

Restwarmte, rond Tata Steel en de haven van Amsterdam maar ook in de rest van het Noordzeekanaalgebied, bijvoorbeeld Zaanstad, is onderdeel van de regionale programmering.

3.5. Methaan

De aardgasvraag bij TSN neemt toe van de huidige 3 TWh naar 4 tot 15 TWh in 2030. Als daarna wordt overgeschakeld naar waterstof neemt de vraag naar aardgas in stappen af naar 8 TWh. Waterstof en aardgas zijn deels complementair in de DRI-route. Bij het lage aardgas-scenario in 2030 is er maximale waterstof inzet. Bij het hoge aardgas-scenario in 2030 is er geen inzet van waterstof. In 2045 is 80% waterstof inzet haalbaar. De scenario's zijn afhankelijk van de beschikbaarheid van waterstof. De bestaande infrastructuur voor gas is voldoende robuust om aan de vraag naar gas van TSN te voldoen. Ook in relatie tot het gedeeltelijk ombouwen van het gasnetwerk naar waterstof.

TSN is als grote industrie aangesloten op het hoogcalorisch gasnet. In Nederland komt hoogcalorisch gas vooral voor in de kleine gasvelden op land en zee. Ook vanuit Rusland en Noorwegen wordt hoogcalorisch gas naar Nederland getransporteerd.

4. CO₂-reductie, milieuvoordelen, ruimtelijke inpassing en aandachtspunten

Voor het gehele NZKG wordt het totale energieverbruik per energiedrager als volgt:

NZKG	Huidige situatie	2030	2050
Elektriciteit ²⁰	4 TWh	9-15 TWh	11-24 TWh
Aardgas	20 TWh	11-22 TWh ²¹	0 TWh
Waterstof		250-300 kton	550 kton
CO ₂ -afvang		1,5-2,5 Mton	1,5-2,5 Mton
Warmte/stoom		0,25 TWh	0,25 TWh

Het waterstof-aanbod zal in 2035 150 kton zijn. Het restwarmte potentieel van de industrie zal naar verwachting 9 TWh zijn in 2035.

De huidige CO₂-uitstoot van de industrie en energieproductie in het NZKG is 18,3 Mton, waarvan 12,6 Mton gerelateerd aan TSN. Opgeteld worden met bovenstaand scenario de CO₂-emissies tussen 35% en 45% gereduceerd in 2030 in het NZKG. Dit is minder CO₂-reductie dan in de vorige versie van de CES, waarbij de CO₂-reductie werd ingeschat werd tussen de 45% en 55% in 2030, met behulp van CO₂-afvang bij TSN.

De CO₂-reductie in 2030 in de DRI-route is dus minder dan in de CCS-route. Het voordeel van de DRI-route is dat vanaf 2035 (als beide DRI-installaties in bedrijf zijn) de CO₂-reductie groter kan zijn dan bij CCS-route. Ook geeft de DRI-route een concrete invulling aan de ambitie om in 2050 de CO₂-uitstoot tot vrijwel nul te reduceren.

De precieze emissiereducties die TSN in 2030 en verder kan realiseren zijn afhankelijk van de mate waarin en het tempo waarin de route naar klimaatneutraliteit²² kan worden gerealiseerd.

De stikstofreductie voor de DRI-route exclusief elektrische ovens (DRI's nog op aardgas) is ingeschat op 70%-90%, terwijl de stikstofreductie voor de CCS-route in het CES 1.0 op 35% ingeschat was. De fijnstofreductie is ingeschat op 45%-65% voor de DRI-route, ten opzichte van 35% in de CCS-route (bron: CES 1.0 NZKG en Haalbaarheidsstudie klimaat-neutrale paden TSN). De milieudoelen voor stikstof en fijnstof zijn dus beter en sneller te realiseren.

De ruimtelijke inpassing van de energie-infrastructuurprojecten moet nog zorgvuldig uitgewerkt worden. In december 2021 is een onderzoek gestart naar de milieu-ruimtelijke impact van de energietransitie in het NZKG. Dit zal input zijn voor het verdere ruimtelijke besluitvormingsproces. De besluitvorming over ruimtelijke inpassing vindt vervolgens conform bestaande planologische procedures in de regio plaats. Voor de definitieve inpassing van de projecten zal het daarvoor bevoegde gezag een reguliere planologische procedure doorlopen.

²⁰ Tot de tweede hoogoven uit gebruik gaat, kan hoogovengas voor elektriciteitsproductie worden gebruikt.

²¹ Waterstof en aardgas zijn deels complementair in de DRI-route. Laag scenario is maximaal waterstof inzet; hoog scenario is geen inzet waterstof; in 2045 is 80% waterstof inzet haalbaar; scenario's zijn afhankelijk van beschikbaarheid waterstof.

²² Haalbaarheidsstudie klimaat-neutrale paden TSN (Ronald Berger, november 2021)

Aandachtspunten EZK

- De klimaatdoelen voor 2030 zijn - met de koerswijziging van TSN - een grote uitdaging (35-45% reductie). Voor de periode na 2035 zijn klimaatdoelen met deze koerswijziging sneller te realiseren.
- Door de koerswijziging zijn andere milieudoelen beter en sneller te realiseren (stikstofreductie 70-90%; fijnstofreductie 45-65%). Dit is van groot belang voor de directe leefomgeving in de IJmond.
- De koerswijziging en de extra elektrolyse capaciteit vraagt geen extra energie-infrastructuur, boven de al in de CES 1.0 NZKG geïdentificeerde projecten.
- Door de koerswijziging is het echter nog belangrijker dat CES 1.0 NZKG projecten tijdig gerealiseerd worden. Met name tijdige realisatie van onderstaande MIEK-projecten zijn van groot belang:
 - Waterstof-infrastructuur LBB en RIB
 - 150 kV-station Hemweg
 - Het nieuwe 380 kV-station tussen Beverwijk en Vijfhuizen
- Om de benodigde extra elektrolyse capaciteit goed in te kunnen passen in het netwerk is een elektrolyse park wenselijk, zodat dit ingepast kan worden in het hoogspannings-netwerk. Dit om verdere congestie op het midden- en laagspanningsnet te voorkomen.
- Aandachtspunt voor tijdige realisatie van projecten zijn de versnelde inpassing- en vergunningsprocedures.
- Met de grote toename van de vraag naar elektriciteit en waterstof is het gewenst om te kijken of het vanuit systeemperspectief wenselijk is om extra wind op zee of waterstof aan te laten landen in het NZKG. Deze vraag dient meegenomen te worden in het VAWOZ 2030-2040 traject.

Appendix A: geïnterviewde personen

De volgende partijen zijn geïnterviewd:

Organisatie	Personen
Tata Steel Nederland (TSN)	Tamara Rozendaal en Anouk van Loon
TenneT	Peter Kwakman
Gasunie	Remco Wassink
HyCC	Simon Glazenburg en Stephanie Kool-Claessens
Liander	Frans van Kuijk
Provincie Noord-Holland	Lennart van der Knaap
AEB	Micha Hes